

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**



Рис.2 Объем жидкости

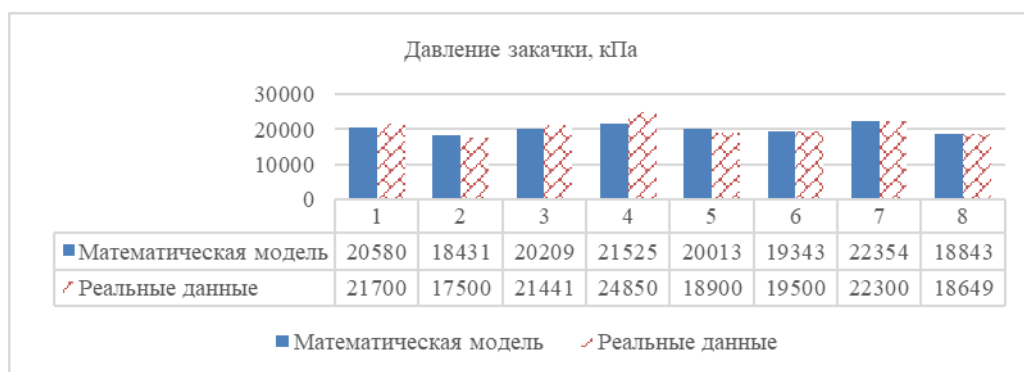


Рис.3 Давление закачки

Литература

1. Ивашнев О.Е., Смирнов Н.Н. Формирование трещины гидроразрыва в пористой среде // Вестник Московского ун-та. Математика. Механика. 2003. № 6. С. 28-36.
2. Татосов А.В. Модель закачки проппанта в трещину гидроразрыва // Вычисл. технологии. 2005. Т. 10, № 6. С. 91-101.
3. Татосов А.В. Движение вязкой жидкости с примесью частиц в пористом канале // Вестник ТюмГУ. 2007 № 5. С. 56-60.
4. Харламов С.Н., Рудаченко А.В. Механика многофазных сред и математическое моделирование в трубопроводном транспорте. Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2005. 67 с.
5. Adachi J., Siebrits E., Peirce A., Desroches J. Computer simulation of hydraulic fractures // Internal Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. 2007. Vol. 44. P. 739-757.
6. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J. Petrol. Tech. 1961. No. 9. P. 937-949.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ ДЭГА И
ТЭГА. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК БАРБОТАЖНОГО АБСОРБЕРА**

А.А. Кустубаев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа в условиях падающего пластового давления, для минимизации финансовых издержек (повышения рентабельности добычи) технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки [3].

Целью работы является рассмотрение эффективности работы жидких осушителей, а именно диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ) в условиях установки комплексной подготовки газа №2 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. А также расчет тарельчатого абсорбера для лучшего понимания происходящих в нем процессов и определение его основных технологических параметров.

В ходе расчета тарельчатого абсорбера на одном из газовых промыслов Ямбургского месторождения были вычислены его основные технологические характеристики диаметр (d), высота (H), гидравлическое сопротивление на тарелках ΔP_a , удельный расход поглотителя I.

В ходе расчетов были использованы уравнение материального баланса, модифицированное уравнение массопередачи, критерии подобия и другие типовые формулы, используемые для расчета абсорберов [2].

Были установлены основные используемые математические законы и формулы, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS [4]. Подобный расчет можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

Результаты расчетов абсорбера:

Диаметр абсорбера (d) – 2,74 м

Высота абсорбера (H) – 17,5 м

Гидравлическое сопротивление тарелок – 11337 Па

Удельный расход поглотителя – 2,94 кг/кг

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в HYSYS были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-2 Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ 99% масс., температура контакта 15°C, давление газа 4,5 МПа, давление в абсорбере 3,5 МПа, расход гликоля 5 м³/ч, расход газа 150 тыс. м³/ч. Состав газа, поступающего на УКПГ, % мольных: метан (CH₄ – 98,25%, этан (C₂H₆) – 0,07%, пропан (C₃H₈) – 0,06%, диоксид углерода (CO₂) – 0,32%, азот (N₂) – 1,29%. Содержание других компонентов пренебрежимо мало [1].

При данных параметрах были получены следующие значения: точка росы осушенного газа минус 20,58 °C; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере 0,26 кг/ч, при регенерации 0,21 кг/ч, всего потеряно 0,47 кг/ч (3,13 г/1000 м³); получен насыщенный ДЭГ (НДЭГ) с концентрацией 97,2% масс. и регенерированный ДЭГ (РДЭГ) с концентрацией 99,1 % масс. Необходимо отметить, что полученные в Хайсисе параметры осушенного газа и насыщенного гликоля вполне соотносятся с реальными. Поэтому точность полученных зависимостей достаточно высока.

Сравнение ДЭГа и ТЭГа проводилось при различных параметрах, влияющих на качество осушки и дороговизну процесса: давление потока газа, температура контакта, концентрация и расход гликоля. В качестве параметров, характеризующих эффективность гликолей как осушителей, были рассмотрены: депрессия точки росы газа по влаге; потери гликоля в процессе осушки; простота регенерации насыщенных растворов гликолей.

Влияние температуры (рисунок 1). При увеличении температуры контакта точка росы повышается. Необходимая точка росы в минус 20°C достигается при температуре до 15°C в случае ДЭГа, до 23°C в случае ТЭГа. В рассмотренном интервале точки росы при использовании ТЭГа на 5-8 °C ниже, чем при использовании ДЭГа. При более низких температурах преимущество ТЭГа практически не просматривается. Касаемо уноса: при низких температурах контакта он крайне мал, при повышении температуры значение показателя увеличивается многократно. Уже при 30 °C унос ДЭГа становится больше регламентируемого значения в 7 г/1000 м³. Чрезмерная потеря ТЭГа наступает при температуре 40°C.

Влияние давления (рисунок 2). При увеличении давления входящих в абсорбер потоков точка росы осушаемого газа снижается. ДЭГ обеспечивает точку росы в минус 20 °C при давлении 4,5 МПа, ТЭГ уже при давлении 3 МПа. Этот факт позволил бы экономить энергию на увеличение давления на ДКС. До давления 5,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2,7 до 7,3 °C. При давлении 5,5 МПа и выше ТЭГ теряет преимущество. Это связано с меньшей растворимостью газа в ДЭГе при высоких давлениях. Под влияние изменения давления попадает также величины уноса гликолей - рисунок справа. На всем промежутке унос ТЭГа меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГа.

Влияние концентрации. (рисунок 3). При увеличении концентрации раствора гликоля точка росы осушенного газа значительно уменьшается. Минимальная концентрация в данных условиях составляет 99% масс для ДЭГа и чуть меньше для ТЭГа. Преимущество последнего составляет от 1,56°C до 5,5°C.

Оптимальный расход гликоля при расходе газа в 150 тыс м³/ч составляет 1700 кг/ч, при расходе газа 350 тыс м³/ч – 4000 кг/ч. Данные расходы обеспечивают необходимую точку росы и приемлемое значение концентрации насыщенного гликоля.

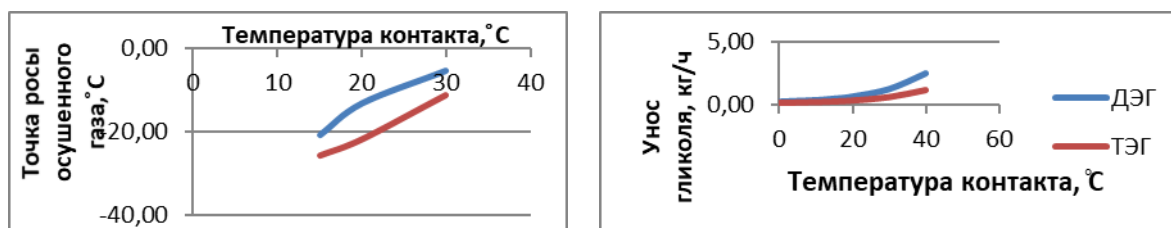


Рис.1 Влияние температуры на точку росы газа и унос гликоля

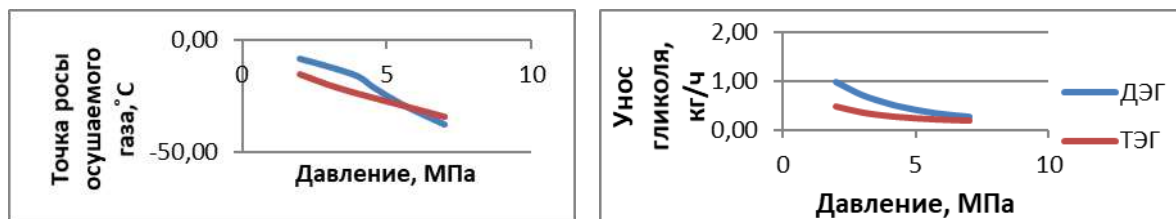


Рис.2 Влияние давления на точку росы газа и унос гликоля

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

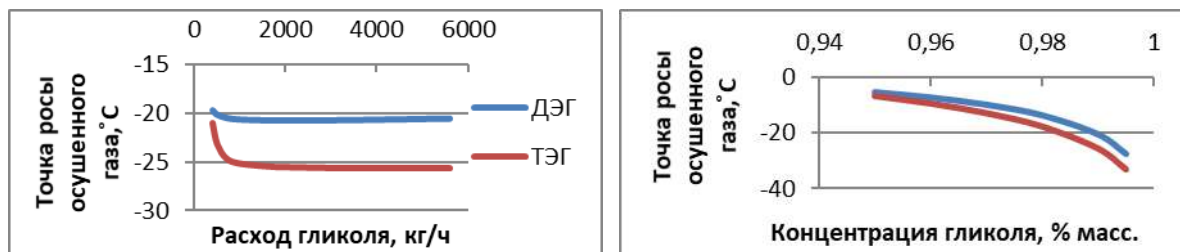


Рис.3 Зависимость точки росы газа от концентрации и расхода гликоля

По результатам работы сделаны следующие **выводы**:

Были установлены основные используемые математические законы и формулы при расчете абсорбера, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS. Подобный расчет можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

ТЭГ проявил себя более эффективным осушителем, чем ДЭГ на рассмотренных интервалах давлений, температур, концентраций и расходов как по параметру точки росы осушенного газа, так и по значениям уноса;

Стоимость ТЭГа больше, чем стоимость ДЭГа примерно на 40%;

Подобраны оптимальные параметры работы установки при концентрации гликолей 99 % масс. и расходе 4000 кг/ч. Давление для ДЭГа 5 МПа, для ТЭГа 4,5 МПа; температура контакта для ДЭГа 15 °С, для ТЭГа 19 °С; получаемая точка росы для ДЭГа (-24,85) °С, для ТЭГа (-22,37)°С.

При использовании ТЭГ будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер при достаточной степени осушки;

В условиях УКПГ-2 ДЭГ в настоящее время обеспечивает требуемый уровень осушки, не смотря на все преимущества ТЭГа и учитывая его большую стоимость, переход будет нерентабелен.

Литература

1. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №2 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2009. – 214 с.
2. Николаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
3. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений.–Тюмень, 2017.–100 с.
4. Sathyabhama A. Thermodynamic simulation of ammonia-water absorption refrigeration system // Sathyabhama, Ashok Babu // Thermal science. – 2008. – V.12, N 3. – P. 45-53.

СОЗДАНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО СВОЙСТВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ RUBIS

И.К. Мамонтов, Е.О. Бочаров

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В горном деле в связи с прогнозируемым уменьшением потребности углеводородов для топливных целей, снижением эффективности подземной добычи предстоят структурные изменения в направлении универсализации добывающих технологий. Но изменения не могут не затрагивать и систему проектирования, которая строится на пакетах 3D технологий. В них особое место занимает визуализация информации, где использование дополнительного измерения позволяет усилить логику описания производственных процессов и упростить расчеты.

Целью данной работы является создание 3D модели пласта, с учётом основных его свойств, и прогнозирование изменение характеристик пласта при заданном режиме работы действующего фонда скважин.

Детали моделирования трёхмерной гидродинамической модели объекта разработки. В нашем случае используются 2 флюида – насыщенная нефть и вода.

На начальном этапе работы скважины, при неуставившихся процессах фильтрации, когда значительный объем пластовой жидкости (нефти) отбирается за счет расширения ее объема при снижении ее пластового давления, капельную жидкость следует считать упругой. Закон сжимаемости упругой жидкости имеет вид: $\beta_{ж} = -\frac{dV_{ж}}{V_{ж}dp}$ где, $V_{ж}$ - начальный объем жидкости; $dV_{ж}$ - изменение начального объема жидкости при изменении давления на величину dp ; $\beta_{ж}$ - коэффициент объемного сжатия жидкости, который считается постоянным и не зависит от давления и температуры; Для нефтей $\beta_n = (7,30) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; Для пластовых вод $\beta_v = (2,5,5) \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Преобразуем, учитывая, что $V_{ж} = \frac{M}{\rho}$ и $dV_{ж} = -\frac{M}{\rho^2} d\rho$, где M – масса жидкости.